

dossier.

Intelligenz im Verteilnetz

Flexible Lasten mit dezentralen erneuerbaren Energien koordinieren | Der Betrieb des Niederspannungsnetzes wird anspruchsvoller. Gleichzeitig bieten intelligente Systeme und die Marktliberalisierung neue Möglichkeiten.

De l'intelligence dans le réseau

Coordonner les charges flexibles et les énergies renouvelables décentralisées | L'exploitation du réseau basse tension devient plus délicate. Simultanément, les systèmes intelligents et la libéralisation du marché offrent de nouvelles opportunités.



Flexibilität im Verteilnetz

Batteriespeicher im Quartier können teure Netzausbauten verhindern.

Flexibilität dans le réseau

En utilisant des batteries pour stocker l'énergie au niveau du quartier, d'onéreux renforcements du réseau peuvent être évités.



1 Der ETH-Forscher Stavros Karagiannopoulos befasste sich in seiner Doktorarbeit mit der Frage, wie Flexibilitäten im Verteilnetz genutzt werden könnten.

Dans sa thèse de doctorat, Stavros Karagiannopoulos, chercheur à l'ETH, s'est intéressé à la question de l'utilisation des flexibilités dans le réseau de distribution.

2 Arne Meeuw, heute Geschäftsführer und CTO von Exnaton, sammelte Erfahrungen im Forschungsprojekt Quartierstrom in Walenstadt.

Arne Meeuw, aujourd'hui directeur et CTO d'Exnaton, a acquis de l'expérience dans le cadre du projet de recherche Quartierstrom à Walenstadt.



GUIDO SANTNER

Das Verteilnetz auf Niederspannungsebene verändert sich: Photovoltaikanlagen auf Einfamilienhäusern und Bauernhöfen speisen Strom in das Netz ein, das bisher nur aus Verbrauchern bestand. Einige Hauseigentümer optimieren mit Batteriespeichern ihren Eigenverbrauch. Mit den Elektroautos wiederum kommen Verbraucher hinzu, die in kurzer Zeit grosse Leistungen konsumieren. Und anstelle von Ölheizungen werden Wärmepumpen installiert. Auch das regulatorische Umfeld ändert sich: Mit der laufenden Revision des Stromversorgungsgesetzes StromVG soll der Markt für Kleinkunden liberalisiert werden. Was bedeutet das für die unterste Netzebene? Für das Verteilnetz zwischen dem Transformator im Quartier und den einzelnen Häusern?

Nahe den physikalischen Grenzen

Als die Verteilnetzbetreiber das heutige Niederspannungsnetz planten, gingen sie nur von Lasten aus. Es war nicht nötig, Ströme und Spannungen zu messen. Nun kommen mit den PV-Anlagen Erzeuger ins Netz und es kann sein, dass Spannungen über die erlaubten Grenzwerte steigen. Vor allem Anlagen weit entfernt vom Transformator neigen aufgrund des höheren Leitungswiderstands dazu. Auch thermisch können Leitungen überlastet werden, wenn in einem Quartier viele PV-Anlagen installiert sind, die im Sommer kräftige Leistungen einspeisen. Das Niederspannungsnetz wird heute immer näher an dessen physikalischen Grenzen betrieben.

Natürlich ist es möglich, Leitungen mit grösseren Querschnitten zu verlegen und so die Leistungen zu übertragen. Aber Leitungen zu verlegen, ist wegen den Erdarbeiten teuer. Es gibt Alternativen: Viele Wechselrichter, die den Strom der Solarzellen ins Netz einspeisen, können gesteuert werden. Sie können helfen, die Spannungsgrenzen einzuhalten. Gleichzeitig können flexible Lasten wie Wärmepumpen, Batterien und Elektroautos das Netz entlasten. Natürlich muss dazu das Verteilnetz intelligenter werden, um diese Flexibilitäten zu steuern.

Flexibilitäten nutzen statt Kabel legen

Stavros Karagiannopoulos ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Gruppe von Gabriela Hug an der ETH Zürich und hat seine Doktorarbeit der Frage gewidmet, wie die Flexibilitäten im Verteilnetz genutzt werden könnten, um das Netz optimal zu betreiben: «Heute weiss ein Verteilnetzbetreiber nur wenig über die aktuellen Flüsse im Netz. Oft nicht einmal, welche Phase ein Haushalt belastet. In Zukunft wird das wichtig, um das Netz stabil zu halten und um teure Netzausbauten zu umgehen», sagt Karagiannopoulos. Wenn beispielsweise ein Ast im Verteilnetz nur 5 Mal im Jahr ausserhalb der Grenzwerte liege, lohne es sich, die PV-Einspeisung in diesen wenigen Stunden zu limitieren, anstatt für viel Geld neue Kabel einzuziehen. «Die Kontrolle der dezentralen Flexibilitäten wird entscheidend sein, um das Verteilnetz sicher, zuverlässig und günstig zu betreiben.»

Karagiannopoulos simuliert das Netz anhand gemessener Daten und optimiert die Flüsse mit den vorhandenen Flexibilitäten. Überspannungen können beispielsweise

Le réseau à basse tension est en train d'évoluer: les installations photovoltaïques des maisons et des fermes alimentent le réseau en électricité, alors que ce dernier n'était constitué auparavant que de consommateurs. Certains propriétaires optimisent leur consommation propre grâce à des batteries. Les voitures électriques consomment, quant à elles, de grandes quantités d'énergie en peu de temps. Et des pompes à chaleur sont installées à la place des chauffages au mazout. L'environnement réglementaire évolue lui aussi: la révision en cours de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) vise à libéraliser le marché pour les petits clients. Qu'est-ce que cela signifie pour le réseau de distribution entre le transformateur de quartier et les maisons individuelles?

Près des limites physiques

Lorsque les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ont planifié le réseau basse tension actuel, ils n'ont considéré que des charges. Il n'était alors pas nécessaire de mesurer les courants et les tensions. Aujourd'hui, les systèmes photovoltaïques (PV) injectent de l'énergie dans le réseau et il se peut que les tensions dépassent les limites autorisées, particulièrement lorsque les installations sont éloignées du transformateur, la résistance de ligne étant plus élevée. Les câbles peuvent également être surchargés thermiquement si de nombreux systèmes PV sont installés dans un quartier et qu'ils fournissent des puissances élevées en été. Bref, aujourd'hui, le réseau basse tension est exploité de plus en plus près de ses limites physiques.

Il est naturellement possible de poser des câbles de plus grande section, mais la pose de câbles souterrains est onéreuse. Il existe toutefois des alternatives: un grand nombre des onduleurs qui injectent le courant PV dans le réseau peuvent être contrôlés, et contribuer ainsi à maintenir les limites de tension. Simultanément, les charges flexibles telles que les pompes à chaleur, les batteries et les voitures électriques peuvent être utilisées pour décharger le réseau. Bien entendu, pour contrôler ces flexibilités, le réseau de distribution doit aussi devenir plus intelligent.

Utiliser les flexibilités au lieu de poser des câbles

Stavros Karagiannopoulos est collaborateur scientifique dans le groupe de Gabriela Hug à l'EPF de Zurich. Dans sa thèse de doctorat, il s'est demandé comment utiliser les flexibilités pour exploiter le réseau de distribution de manière optimale. «Aujourd'hui, un GRD ne connaît que peu de choses à propos des flux actuels dans le réseau. Souvent, il ne sait même pas quelle phase un ménage utilise. À l'avenir, ces informations seront importantes pour maintenir la stabilité du réseau et éviter de coûteuses extensions», explique-t-il. Si, par exemple, une branche du réseau ne dépasse les limites que cinq fois par an, il vaut mieux limiter l'injection photovoltaïque pendant ces quelques heures au lieu d'installer de nouveaux câbles à grands frais. «Le contrôle des flexibilités décentralisées sera décisif pour l'exploitation sûre, fiable et économique du réseau de distribution.»

Stavros Karagiannopoulos simule le réseau en utilisant des données mesurées et optimise les flux avec les flexibilités existantes. Les surtensions peuvent être réduites,

reduziert werden, indem die Wechselrichter der PV-Anlagen Blindstrom einspeisen resp. den im Netz vorhandenen Blindstrom kompensieren. «Das ist nur bis zu einem gewissen Grad möglich, aber sicher die erste und einfachste Massnahme, die man treffen sollte», sagt Karagiannopoulos. In Deutschland müssen alle PV-Anlagen ab einer bestimmten Leistung Blindstrom kompensieren – zu fix festgelegten Werten. Karagiannopoulos findet dies nicht optimal, da es zu höheren Verlusten führt als das individuelle Rechnen der Knoten im Netz.

Zentral trainiert, lokal gesteuert

Am besten lässt sich ein Verteilnetz natürlich zentral steuern mit aktuellen Daten aus den Smart Metern. Das bedingt aber eine teure Kommunikationsinfrastruktur. Stavros Karagiannopoulos schlägt deshalb lokale Kontrollsysteme vor, die offline mit historischen Daten trainiert werden und darauf lokal im Haushalt die zentralisierte Steuerung nachahmen. Er simuliert also das Netz mit vorhandenen Daten, berechnet für jeden Knoten sein optimales Verhalten und programmiert diese Algorithmen in relativ einfache Smart Meter vor Ort, die von nun an dezentral entscheiden. «Wir können das Netz fast so gut regeln, wie wenn es zentral gesteuert wäre – deutlich besser, als wenn sich jeder Knoten starr gleich verhält.»

Die Netzbetreiber testen nun den Einfluss intelligenter Controller im Netz. Die Netzstabilität muss auch dann gewährleistet sein, wenn viele solcher Agenten im Netz arbeiten. Und alle Haushalte müssen gleichbehandelt werden: Die PV-Anlage, die nahe am Transformator liegt und 30 kW einspeisen könnte, darf nicht bessergestellt werden als die Anlage weit weg, die nur 5 kW einspeisen kann.

Mit künstlicher Intelligenz und Machine Learning können die Algorithmen optimiert werden. Karagiannopoulos weist aber darauf hin, dass diese Algorithmen wie bei selbstfahrenden Autos überwacht werden müssen. «Ein Verteilnetzbetreiber wird nie eine Black Box das Netz steuern lassen. Das Stromnetz gehört zur kritischen Infrastruktur, deshalb müssen dessen Verhalten und die Regelmechanismen genau bekannt sein.» Karagiannopoulos wäre deshalb vorsichtig mit selbstlernenden Systemen. Es bräuchte auch wesentlich mehr Messdaten aus dem Betrieb, um die Systeme zu trainieren – auch Daten von Ausnahmesituationen.

Swiss Hub for Energy Data

Die Daten dürften in Zukunft zur Verfügung stehen, wenn der vom Bundesamt für Energie angestossene Datenhub realisiert wird: Mit dem Swiss Hub for Energy Data (SHED) soll eine nationale Datenbank für Energiedaten aufgebaut werden. Ähnlich wie die Banken SIX für ihre Geldtransaktionen nutzen, sollen alle Teilnehmer im Energiemarkt über SHED auf die Energiedaten zugreifen können.

Im angedachten Datenhub werden die Messwerte der Smart Meter voraussichtlich in 5- bis 15-Minuten-Zeitintervallen abgespeichert. Laut Karagiannopoulos reicht das, um die Algorithmen zu berechnen: «Das Netz ist träge und die Grenzwerte basieren hauptsächlich auf den maximalen Kabeltemperaturen. Wenn der Strom nur kurz zu gross ist,

notamment en faisant en sorte que les onduleurs des installations PV injectent du courant réactif ou compensent le courant réactif présent dans le réseau. «Ce n'est possible que jusqu'à un certain point, mais c'est la première mesure à prendre et la plus simple», affirme-t-il. En Allemagne, toutes les installations PV doivent, à partir d'une capacité donnée, compenser le courant réactif – à des valeurs fixées. Selon lui, cette solution n'est pas optimale, car elle entraîne des pertes plus élevées que le calcul individuel des nœuds dans le réseau.

Entraînement centralisé, contrôle local

La meilleure solution consiste naturellement à contrôler le réseau de distribution de manière centralisée en utilisant les données actuelles des smart meters. Mais ceci nécessite une onéreuse infrastructure de communication. Stavros Karagiannopoulos propose donc des systèmes de contrôle locaux entraînés «offline» avec des données historiques, qui imitent ensuite le contrôle centralisé localement dans les ménages. Il simule le réseau avec des données existantes, calcule le comportement optimal de chaque nœud et programme ces algorithmes sur place dans de relativement simples smart meters qui prendront dès lors des décisions de manière décentralisée. «Nous pouvons régler le réseau presque aussi bien que s'il était contrôlé de manière centralisée – bien mieux que si chaque nœud se comportait de manière rigoureusement identique.»

Les GRD testent actuellement l'influence des contrôleurs intelligents sur le réseau. La stabilité de ce dernier doit aussi être garantie quand de nombreux agents de ce type y opèrent. Et tous les ménages doivent être traités sur un pied d'égalité: l'installation PV de 30 kW à proximité du transformateur ne doit pas être avantagée par rapport à celle située bien plus loin, qui ne peut fournir que 5 kW.

Les algorithmes peuvent être optimisés grâce à l'intelligence artificielle et à l'apprentissage automatique. Stavros Karagiannopoulos souligne toutefois que ces algorithmes doivent être surveillés, comme les véhicules autonomes. «Un GRD ne laissera jamais une boîte noire contrôler le réseau électrique. Ce dernier fait partie de l'infrastructure critique: son comportement et ses mécanismes de contrôle doivent être parfaitement connus.» Stavros Karagiannopoulos serait donc prudent avec les systèmes basés sur l'apprentissage automatique. Il faudrait également bien plus de données de mesure en cours d'exploitation pour entraîner les systèmes – y compris des données relatives à des situations exceptionnelles.

Swiss Hub for Energy Data

Les données devraient être disponibles à l'avenir, lorsque le hub de données initié par l'Office fédéral de l'énergie sera réalisé: le Swiss Hub for Energy Data (SHED) a pour objectif de devenir une base de données nationale pour les données énergétiques. De la même manière que les banques utilisent SIX pour leurs transactions financières, tous les acteurs du marché de l'énergie devront pouvoir accéder aux données énergétiques via SHED.

Dans le hub de données prévu, les valeurs mesurées par les smart meters devraient être stockées à des intervalles de 5 à 15 minutes. Selon Stavros Karagiannopoulos, cela suffit pour le calcul des algorithmes: «Le réseau a une cer-



Verteilnetz ausbauen?

Softwarelösungen können einen Ausbau des Verteilnetzes unter Umständen vermeiden.

Renforcer le réseau?

Les solutions logicielles peuvent permettre, dans certaines circonstances, d'éviter un renforcement du réseau de distribution.

Smart-Meter-Infrastruktur

Die Daten von Smart Metern spielen eine wichtige Rolle, wenn man die Flexibilitäten im Verteilnetz nutzen will.

Infrastructure de smart meters

Les données des compteurs intelligents jouent un rôle important dans l'exploitation des flexibilités au sein du réseau de distribution.



Bild | Figure. Manuela Matt - www.evjrch (nachgestellte Szene | reconstitution)

kommt es zu keinem Defekt. Er muss zu 95% der Zeit innerhalb der Grenzen sein. Um dies einzuhalten, reichen Messintervalle von 15 Minuten.» Denn je kürzer die Zeitintervalle, desto grösser wird die Datenmenge, die gespeichert und verarbeitet werden muss.

Peer-to-Peer-Netzwerke

Lieber kürzere Zeitabstände hätten die Peer-to-Peer-Netzwerke, über die Strom aus erneuerbaren Energien ausgetauscht wird. Je kürzer hier die Zeitintervalle sind, desto genauer können die flexiblen Lasten eingesetzt werden. So wurden im Forschungsprojekt Quartierstrom in Walenstadt die Daten im 30-Sekunden-Takt erfasst. Obwohl die tatsächlichen Transaktionen zwischen den teilnehmenden Haushalten im 15-Minuten-Takt verarbeitet wurden, konnte der Quartierspeicher in kleineren Zeitintervallen gesteuert werden. Die Haushalte konnten jeweils festlegen, zu welchem Preis sie Solarstrom kaufen oder verkaufen wollten. Quartierstrom war eine vom Bundesamt für Energie geförderte Initiative der ETH Zürich und der Universität St. Gallen in Zusammenarbeit mit dem EW Walenstadt, Sprachwerk, Super Computing Systems, ZHAW, Cleantech 21 Hochschule Luzern, Esolva (frühere Swibi), BKW und SBB. Das Forschungsprojekt ist mittlerweile abgeschlossen; die ehemaligen Doktoranden gründeten anschliessend die Firma Exnaton, welche die Technologie weiterentwickelt und nach wie vor die Plattform für die 37 teilnehmenden Haushalte in Walenstadt betreibt. Arne Meeuw war für die Technik verantwortlich und ist heute CTO von Exnaton. Zu den Messintervallen antwortet er pragmatisch: «Die Infrastruktur der installierten Smart Meter ist in der Schweiz sehr heterogen. In Walenstadt konnten wir das werkseigene Kabelnetz nutzen und sehr schnell sehr viele Daten versenden.» Andere Energieversorger würden aber nur das Nötigste installieren. Da könne es schon sein, dass man nur einmal am Tag die Daten aus dem Smart Meter erhält. «Wir müssen unser System so programmieren, dass wir mit allen Situationen umgehen können», sagt Meeuw.

Auf heterogene Plattformen vorbereiten

Er empfiehlt den Energieversorgern, beim Rollout der Smart Meter darauf zu achten, dass Daten in kurzen Zeitintervallen geschickt werden können. Auf eine bestimmte Technologie will er sich nicht festlegen. Natürlich sei der Datendurchsatz bei Kabel- oder Glasfaserverbindungen viel grösser, aber je nach Anzahl Haushalte eigne sich auch PLC oder Lora. Ein wichtiges Element seien die Gateways, die im Haus als Schnittstelle zu den Smart Metern, zu flexiblen Lasten und auch zu den Wechselrichtern der PV-Anlagen installiert würden. «Im Quartierstromprojekt hatten wir pro Haushalt bis zu 3 Zähler installiert. Die meisten Wechselrichter haben aber eine Schnittstelle, worüber der Gateway die PV-Leistung auslesen kann. So würde ein einzelner, bidirektionaler Smart Meter reichen», sagt Meeuw. Er sieht also weniger die Smart Meter als intelligente Controller im Haus, sondern leistungsstarke Gateways, die nicht nur den Stromzähler, sondern auch Gas- und Wasserzähler auslesen, mit der PV-Anlage kommunizieren und flexible Lasten steu-

taine Inertie, et les limites sont basées principalement sur les températures maximales des câbles. Si le courant n'est que brièvement trop élevé, cela n'entraînera aucun défaut. Il doit se situer entre les limites pendant 95% du temps. Pour respecter cette condition, des intervalles de mesure de 15 minutes suffisent. » En effet, plus les intervalles sont courts, plus la quantité de données à stocker et à traiter est importante.

Réseaux peer-to-peer

Les réseaux peer-to-peer, par l'intermédiaire desquels l'électricité issue des énergies renouvelables est échangée, préféreraient des intervalles plus courts. En effet, plus ces derniers sont courts, plus les charges flexibles peuvent être utilisées précisément. Ainsi, dans le cadre du projet de recherche Quartierstrom à Walenstadt, les données ont été collectées à des intervalles de 30 secondes. Bien que les transactions réelles entre les ménages participants aient été traitées par intervalles de 15 minutes, le stockage d'électricité du quartier a pu être contrôlé par intervalles plus courts. Les ménages ont chaque fois pu déterminer à quel prix ils souhaitaient acheter ou vendre du courant PV. Soutenu par l'Office fédéral de l'énergie, le projet Quartierstrom était une initiative de l'ETH Zurich et de l'Université de Saint-Gall, en collaboration avec EW Walenstadt, Sprachwerk, Super Computing Systems, la ZHAW, Cleantech 21, la Haute école de Lucerne, Esolva (anciennement Swibi), BKW et les CFF. Ce projet est entre-temps terminé; les anciens doctorants ont depuis fondé l'entreprise Exnaton, qui continue à développer la technologie et à exploiter la plateforme pour les 37 ménages participants, à Walenstadt. Arne Meeuw était responsable de la technologie et est aujourd'hui directeur technique d'Exnaton. Il apporte une réponse pragmatique à la question des intervalles de mesure: «L'infrastructure des smart meters installés en Suisse est très hétérogène. À Walenstadt, nous avons pu utiliser le réseau câblé d'EW Walenstadt et envoyer très rapidement une grande quantité de données.» D'autres fournisseurs d'énergie n'installeraient probablement que le strict nécessaire. Il se pourrait donc que les données des smart meters ne soient transmises qu'une fois par jour. «Nous devons programmer notre système de manière à pouvoir gérer toutes les situations», explique-t-il.

Se préparer à l'hétérogénéité des plateformes

Il recommande aux fournisseurs d'énergie de veiller, lors du déploiement des smart meters, à ce que les données puissent être envoyées à intervalles rapprochés. Il ne veut pas s'arrêter à une technologie spécifique. Naturellement, le débit de données est bien plus important avec des connexions par câble ou par fibre optique, mais selon le nombre de foyers, les technologies PLC ou Lora conviennent également. Les passerelles installées dans la maison, faisant office d'interface avec les smart meters, les charges flexibles et les onduleurs des installations PV, constituent un élément important. «Dans le cadre du projet Quartierstrom, nous avons installé jusqu'à 3 compteurs par ménage. Cependant, la plupart des onduleurs disposent d'une interface permettant à la passerelle de lire la puissance PV. Un seul compteur intelligent bidirectionnel serait donc suffisant», explique Arne Meeuw. Il voit donc

ern. Auch hier möchte er sich nicht auf ein Produkt oder eine Schnittstelle festlegen: «Als Anbieter einer Peer-to-Peer-Plattform müssen wir mit allen Herstellern arbeiten können. Oft entscheiden der Systemintegrator oder der Hauseigentümer, welche Produkte installiert werden.»

Plattform für Mehrwertdienste

Während beim ersten Quartierstromprojekt das Geschäftsmodell nach den Worten von Meeuw noch etwas «blumig» war und auf den Idealismus der Teilnehmer setzte, möchte Exnaton in Zukunft die Energieversorger direkt ansprechen. Diese sollen ihre Kunden im liberalisierten Markt über Quartierstrom-Plattformen an sich binden. So würden sich die 37 Haushalte des Projekts in Walenstadt sehr stark mit dem lokalen Energieversorger identifizieren. Zudem sei es möglich, aus den Daten der Plattform die Energierechnungen zu generieren – heute für viele Werke ein aufwendiger Prozess. Meeuw sieht die Werke in Zukunft als Service Provider, mit den installierten Smart Metern und deren Kommunikationsinfrastruktur als Grundlage. Auf die Frage, ob die Peer-to-Peer-Plattformen übers Quartier bis in andere Versorgungsgebiete hinauswachsen könnten, meint er: «Wir bleiben vorerst auf derselben Netzebene. Wir bleiben im Quartier. Hier macht es Sinn, die Flexibilitäten zu koordinieren.» Nichtsdestotrotz gibt es in Deutschland beispielsweise die Firma Sonnen, die eine grenzüberschreitende Peer-to-Peer-Plattform im virtuellen Stil betreibt.

In zehn Jahren ist das Netz intelligent

Ob sich Peer-to-Peer-Plattformen in der Schweiz durchsetzen werden, liegt nicht zuletzt an der Ausgestaltung der Netztarife. Wird berücksichtigt, wenn der Strom nur in der untersten Netzebene im Niederspannungsnetz gehandelt wird? Im neuen StromVG werden Modelle mit einem Leistungsanteil diskutiert. Für Meeuw spielen die finanziellen Anreize die kleinere Rolle: «Die Kundenbindung solcher Angebote wird das wichtigere Argument sein.» Die Smart Meter, die Kommunikation, die Datenspeicher und die darauf aufgebauten Plattformen wie Quartierstrom seien das Eintrittsfenster für Mehrwertdienste, welche die Energieversorger anbieten könnten. Auch Karagiannopoulos sieht die Möglichkeiten. Schon heute könne man Systemdienstleistungen aus aktiv geregelten Verteilnetzen anbieten. «Ein lokal geregeltes System könnte zudem jederzeit auf Inselbetrieb umstellen, wenn ein Blackout droht, und so wichtige Infrastrukturen aufrechterhalten», ergänzt Karagiannopoulos. Er geht davon aus, dass die meisten Verteilnetze in zehn Jahren aktiv geregelt sein werden. Energieversorgern empfiehlt er, Leitungen und Transformatoren nur dort auszubauen, wo es wirklich nötig ist. Die Zukunft sieht er darin, die Flexibilitäten zu steuern, um das Netz stabil zu betreiben.



Autor | Auteur

Guido Santner ist freier Wissenschaftsjournalist.
Guido Santner est journaliste scientifique indépendant.
→ guido@santner.ch

moins les smart meters en tant que contrôleurs intelligents dans la maison, mais plutôt des passerelles performantes capables de lire non seulement les compteurs d'électricité mais aussi ceux de gaz et d'eau, qui communiquent avec le système PV et contrôlent les charges flexibles. Là aussi, il ne veut pas se fixer à un seul produit ou une seule interface: «En tant que fournisseur d'une plateforme peer-to-peer, nous devons pouvoir travailler avec tous les fabricants. C'est souvent l'intégrateur de système ou le propriétaire immobilier qui décide quels produits sont installés.»

Plateforme pour les services à valeur ajoutée

Alors que le modèle commercial du premier projet Quartierstrom était, selon l'expression d'Arne Meeuw, encore quelque peu «fleuri» et reposait sur l'idéalisme des participants, Exnaton aimerait à l'avenir s'adresser directement aux fournisseurs d'énergie. Ceux-ci pourront fidéliser leurs clients sur le marché libéralisé par le biais de plateformes du type de celle du projet Quartierstrom. Ainsi, les 37 ménages du projet à Walenstadt s'identifieraient fortement au fournisseur d'énergie local. En outre, il serait possible de générer les factures d'énergie à partir des données de la plateforme – un processus fastidieux pour de nombreux fournisseurs d'énergie aujourd'hui. Arne Meeuw voit ces derniers à l'avenir comme des fournisseurs de services basés sur les compteurs intelligents installés et leur infrastructure de communication. Lorsqu'on lui demande si les plateformes peer-to-peer pourraient se développer au-delà du quartier, vers d'autres zones d'approvisionnement, il répond: «Pour l'instant, nous restons au même niveau de réseau, au niveau du quartier. Il est sensé d'y coordonner les flexibilités.» Néanmoins, la société allemande Sonnen, par exemple, exploite une plateforme peer-to-peer de style virtuel qui s'étend au-delà de ces limites.

Dans 10 ans, le réseau sera intelligent

L'adoption en Suisse des plateformes peer-to-peer dépend notamment de la conception des tarifs du réseau. Tiendra-t-on compte du fait que l'électricité n'est échangée qu'au niveau du réseau basse tension? Des modèles intégrant la puissance sont discutés dans la nouvelle LApEl. Pour Arne Meeuw, les incitations financières jouent un moindre rôle: «La fidélisation des clients induite par ces offres sera l'argument le plus important.» Les compteurs intelligents, la communication, le stockage de données et les plateformes qui en découlent, telle que celle du projet Quartierstrom, ouvrent la voie aux services à valeur ajoutée que les fournisseurs d'énergie pourraient offrir. Stavros Karagiannopoulos voit, lui aussi, les opportunités. Il serait possible dès aujourd'hui de proposer des services-système reposant sur des réseaux de distribution contrôlés de manière active. «Un système contrôlé localement pourrait passer à tout moment à une exploitation en îlot en cas de risque de black-out et préserver ainsi des infrastructures importantes», ajoute-t-il. Selon lui, la plupart des réseaux de distribution devraient être contrôlés de manière active dans 10 ans. Il recommande aux fournisseurs d'énergie de ne renforcer les lignes et les transformateurs que là où c'est vraiment nécessaire. Pour lui, c'est la gestion des flexibilités qui permettra d'exploiter le réseau de manière stable à l'avenir.